

Изучение коррозионной стойкости металлов по отношению к коррозии под минеральными отложениями

Карачевский Д.Ю.^{1,2}, Валежжанин И.В.¹, Веревкин А.Г.³, Никонорова А.А.⁴

¹Уфимский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; ²Уфимский Институт химии — обособленное структурное подразделение ФГБНУ Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук, Уфа, Россия;

³ООО НПЦ «Самара», Самара, Россия; ⁴ИХТИ УГНТУ, в г. Стерлитамаке, Стерлитамак, Россия
dy_karachevskii@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Аннотация

В статье приведены результаты оценки влияния отложений минеральных солей и продуктов коррозии на поверхности металла с различным содержанием хрома, в условиях наличия и отсутствия ингибирующего действия. В рамках работы была проведена оценка 11 наиболее распространенных марок стали применяемых на линейных нефтегазопроводных трубопроводах.

По итогам испытаний определено, что только образцы, выполненные из стали 12X13 и 30X5 в условиях со сформированными отложениями обеспечивают остаточную скорость общей коррозии не более 0,10 мм/год и отсутствие очагов локальной коррозии. Экспериментально установлены пороговые концентрации ингибитора, необходимые для достижения скорости коррозии < 0,10 мм/год в условиях минеральных отложений:

- сталь 12X13: 125 мг/л (фактическая скорость под отложениями: 0,09 мм/год);
- сталь 30X5: 2 500 мг/л (фактическая скорость под отложениями: 0,09 мм/год);
- после выдержки купонов, выполненных из остальных марок, стали с содержанием хрома менее 1 %, с предварительно наращенными отложениями наблюдается сплошной слой продуктов коррозии с высокими показателями адгезии к поверхности. После очистки купонов от продуктов коррозии выявляется развитие микрорельефа поверхности, единичные локальные питтинги глубиной до 9 мкм. При этом ни одна из исследуемых дозировок не позволяет достичь требуемого показателя скорости коррозии менее 0,10 мм/год.

1. Минеральные отложения на стальной поверхности влияют на протекание коррозионных процессов, увеличивая скорость коррозии в среднем в 3,5 раза (в зависимости от марки стали) — с 0,18 до 0,63 мм/год, при этом отмечено наличие небольших язв и питтингов, влияющих впоследствии на развитие локальных коррозионных дефектов. Таким образом, можно констатировать, что формируемый слой отложений значительно замедляет диффузию ингибитора коррозии к поверхности металла, в то время как под отложениями происходит развитие отдельных коррозионных процессов.

2. Применение ингибиторов коррозии позволяет снизить скорость коррозии стальных образцов без отложений в среднем в 5,4 раза, с отложениями в среднем в 4,5 раза. Установлено, что эффективность ингибиторной защиты в условиях сформировавшихся отложений снижается.

Материалы и методы

Исследование проводилось на 11 марках сталей, наиболее часто используемых при строительстве и эксплуатации линейных нефтегазопроводов. Методика включала формирование слоя минеральных отложений (карбонатные соли, сульфаты) на поверхности металлических купонов. Испытания на коррозионную стойкость проводились в модельных средах, имитирующих пластовую воду, с добавлением ингибитора коррозии в различных

концентрациях. Оценивалась общая скорость коррозии (мм/год), наличие и глубина локальных коррозионных поражений (питтингов), а также морфология поверхности после удаления продуктов коррозии и отложений.

Ключевые слова

коррозия под отложениями, твердые неорганические отложения, карбонатные соли, сульфатвосстанавливающие бактерии

Для цитирования

Карачевский Д.Ю., Валежжанин И.В., Веревкин А.Г., Никонорова А.А. Изучение коррозионной стойкости металлов по отношению к коррозии под минеральными отложениями // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 4. С. 52–61. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-52-61

Поступила в редакцию: 23.06.2026

CORROSION

UDC 620.197.3 | Original Paper

The effect of deposits of mineral salts and corrosion products on the metal surface on the effectiveness of inhibitory protection

Karachevsky D.Yu.^{1,2}, Valekzhaniin I.V.³, Verevkin A.G.³, Nikonorova A.A.⁴

¹Ufa Branch “RN-Upstream design” LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia; ²Ufa Institute of Chemistry – a separate structural unit of the Federal State Budgetary Scientific Institution of the Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russia; ³SPC “Samara” LLC, Samara, Russia;

⁴ИХТИ УГНТУ in Sterlitamak, Sterlitamak, Russia
dy_karachevskii@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Abstract

The article presents the results of assessing the effect of deposits of mineral salts and corrosion products on the surface of metals with different chromium content, in the presence and absence of inhibitory action. As part of the work, 11 of the most common steel grades used in the oil industry were evaluated.

According to the test results, it was determined that only samples made of 12X13 and 30X5 steel in conditions with formed deposits provide a residual rate of general corrosion of no more than 0,10 mm/year and the absence of foci of local corrosion. The dosage at which the lowest rate of corrosion is achieved:

After exposure of coupons made of other grades of steel with a chromium content of less than 1 %, with pre-accumulated deposits, a continuous layer of corrosion products with good adhesion to the surface is observed. After cleaning the coupons from corrosion products, the development of the microrelief of the surface is revealed, with single local pitting up to 9 microns deep. At the same time, none of the applied dosages can achieve the required corrosion rate of less than 0,10 mm/year.

1. Deposits on the steel surface affect the course of corrosion processes, increasing the rate of corrosion by an average of 3 times (depending on the steel grade) – from 0,18 to 0,63 mm/year, while the presence of small ulcers and pitting is noted, which subsequently affect the development of local corrosion defects. Thus, it can be stated that the formed layer of deposits significantly slows down the diffusion of the corrosion inhibitor to the metal surface, while individual corrosion processes develop under the deposits.

2. The use of corrosion inhibitors reduces the corrosion rate of steel samples without deposits by an average of 5.4 times, with deposits by an average of 4,5 times. It has been established that the effectiveness of inhibitory protection decreases in the conditions of formed deposits.

Materials and Methods

The study was performed on 11 steel grades most commonly used in the construction and operation of linear oil and gas pipelines. The methodology included the formation of a layer of mineral deposits (carbonate salts, sulfates) on the surface of metal coupons. Corrosion resistance tests were carried out in model media simulating formation water, with the addition of a corrosion inhibitor at various concentrations.

The general corrosion rate (mm/year), the presence and depth of local corrosion damage (pitting), as well as the surface morphology after removal of corrosion products and deposits were evaluated.

Keywords

corrosion under sediments, solid inorganic deposits, carbonate salts, sulfate-reducing bacteria

For citation

Karachevsky D.Yu., Valekzhanin I.V., Verevkin A.G., Nikonorova A.A. The effect of deposits of mineral salts and corrosion products on the metal surface on the effectiveness of inhibitory protection. Exposition Oil Gas, 2026, issue 4, P. 52–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-52-61

Received: 23.06.2026

Введение

Нефть и газ в настоящее время являются основными мировыми источниками энергии, при этом трубопроводы, являются самым опасным и экономичным способом ежедневной транспортировки миллионов баррелей нефтепродуктов [1, 2]. Коррозия является одной из угроз, вызывающих выход из строя трубопроводов, которая ежегодно обходится мировой индустрии транспортных трубопроводов в миллиарды долларов, в дополнение к необратимому ущербу для жизни и окружающей среды [3–5].

Среди различных видов коррозии коррозия под отложениями считается причиной высоких скоростей коррозии и одной из основных причин перфорации нефте- и газопроводов, а также угрозой целостности трубопровода [6]. В целом, коррозия под отложениями относится к облегченной равномерной и особенно локализованной коррозии, возникающей под отложениями, присутствующими на поверхности металла, или вокруг них [6, 7]. В эксплуатируемых трубопроводах часто можно обнаружить многочисленные отложения, состоящие из кварцевого песка, кальцита, глины, глинозема, продуктов коррозии, органики и так далее [8]. В тяжелых случаях образование минеральных отложений на внутренней поверхности трубопроводов может приводить к их внезапной перфорации без предварительных признаков значительной деградации, что создает риск непредвиденных аварий. Наличие отложений обуславливает специфику методов

исследования, механизмов развития и стратегий предотвращения коррозии под отложениями, которая существенно отличается от традиционных видов общей или локальной коррозии. Данный вид коррозии зачастую рассматривается как самостоятельный механизм разрушения, наряду с общепризнанными формами коррозии [6]. Ввиду высокой актуальности проблемы, в настоящей работе представлен критический анализ коррозии под отложениями, охватывающий методы ее диагностики, основные механизмы протекания и существующие стратегии защиты. Целью обзора является систематизация информации, позволяющая понять принципы оценки рисков, причины возникновения и возможные подходы к смягчению последствий данного типа коррозионного разрушения.

Проблема исследования коррозии под отложениями

По сравнению с коррозией не загрязненных металлических купонов, при оценке влияния отложений необходимо учитывать сам фактор наличия отложений, которые играют важную роль в различных процессах как развития коррозии под отложениями, так и способности диффузии к металлу ингибиторов коррозии. Как максимально имитировать характеристики отложений, сходных с характеристиками реальных отложений, и как оценить равномерную и локализованную коррозию металла под отложениями, являясь двумя важными вопросами для оценки коррозии под отложениями.

Современный опыт исследования коррозии под отложениями предполагает два варианта исследования:

- непосредственное нанесение отложений/чешуек на поверхности металла [9–13]
- искусственное приготовление слоев отложений с использованием доступных порошков [7, 14–18].

Первый метод в основном используется для моделирования отложений продуктов коррозии. Панг и др. [13] предварительно наносили слой продуктов коррозии (оксидов железа) на поверхности углеродистой стали путем погружения образца в испытательный раствор на месте, чтобы изучить последствия локального повреждения этого осадочного слоя, в то время как продукты коррозии в виде карбонатов железа и сульфидов железа также могут быть сформированы in-situ путем погружения перед оценкой [9, 11], но данный метод малоизучен.

Второй метод был использован для моделирования, как инертных отложений, так и отложений продуктов коррозии, а также их смесей. Инертные отложения, обнаруживаемые в трубопроводах на нефтяных и газовых месторождениях, включают песок, глину и известковый налет (CaCO_3 , MgCO_3 , BaSO_4 и так далее). Состав и пористость имитируемых отложений можно регулировать, соответственно регулируя соотношение порошков и их высоту/массу [7, 17, 19]. Проницаемая нейлоновая мембрана используется для предотвращения попадания отложенных порошков в раствор. Кроме того, порошки, используемые в этом методе,

Табл. 1. Минералогический состав отложений с рассматриваемого объекта
Tab. 1. Mineralogical composition of sediments from the object under consideration

Место отбора	Минералогический состав, %															
	Кварц (SiO_2)	Кальцит (CaCO_3)	Доломит ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)	Галит (NaCl)	Акагениит ($\beta\text{-FeO}(\text{OH})$)	Магнетит (Fe_3O_4)	Гётит ($\alpha\text{-FeO}(\text{OH})$)	Лепидокрокит ($\gamma\text{-FeO}(\text{OH})$)	Гематит (Fe_2O_3)	Сидерит (FeCO_3)	Чукановит ($(\text{Fe}_2\text{CO}_3(\text{OH})_2)$)	Тетрагидрат хлорида железа ($\text{FeCl}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$)	Розикит (S_8)	Родохрозит (MnCO_3)	Альбит ($\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$)	Макинавит (FeS)
Объект	13,0	0,0	0,0	0,0	48,3	0,0	13,1	20,5	0,0	0,9	0,0	3,3	0,0	0,0	0,9	0,0

могут быть получены из коммерчески доступных химических веществ (таких как CaSO_3 и песок) [7], лабораторного синтеза (таких как сульфиды железа) [16] или собранных в полевых условиях отложений [12]. Однако следует отметить, что все разработанные в настоящее время методы имеют трудности с полным моделированием сложных практических месторождений на месторождениях, что все еще является нерешенной сложной

и распространенной проблемой при изучении коррозии под отложениями.

Для решения данной проблемы был предложен метод нанесения отложений на поверхность металлического купона, с учетом требований к составу отложений.

Методика эксперимента

В качестве объекта исследований была выбрана система водоводов, расположенная

в Восточной Сибири, минеральные отложения представляют собой смесь минеральных солей и продуктов коррозии: кварц, акагениит, гётит, лепидокрокит, сидерит и т.д. (табл. 1).

Для получения аналогичных отложений на поверхности купонов образцы предварительно выдерживались в лабораторной автоклавной установке в испытательном растворе 10 г/л NaCl + 30 г/л CaCl_2 при парциальном давлении CO_2 3 МПа, температура выдержки 60 °С, продолжительность выдержки 168 часов.

Внешний вид образцов с полученными отложениями и микроструктура отложений представлены на рисунках 1 и 2. Химический состав отложений представлен в таблице 2. В процессе выдержки образуются плотный слой продуктов коррозии с высокой адгезионной прочностью к поверхности купона (рис. 3). Толщина слоя полученных отложений на поверхности достигает 76,63 мкм (рис. 4). Согласно локальному энергодисперсионному анализу отложения преимущественно представлены оксидами и карбонатами железа.

С учетом нелинейной зависимости толщины слоя отложений от времени воздействия коррозионно-агрессивной среды, а также с учетом средней скорости коррозии среднеуглеродистой стали, составляющей 200–350 мкм/год, можно сделать вывод, что образовавшийся слой отложений, при фактической толщине полученного слоя на поверхности купона до 76 мкм, соответствует реальным отложениям, образующимся в промежутке до 5 лет. Важно отметить, что значение скорости коррозии (0,2–0,35 мм/год) не равно скорости образования отложений на поверхности металла, зависимость образования отложений более сложная.

Скорость образования первых адсорбционных слоев может быть близка к скорости коррозии металла, так как образуется большое количество продуктов реакции поверхности металла с коррозионно-агрессивными компонентами из смоделированной среды, но после формирования этих первых слоев скорость формирования отложений значительно снижается и стремится к нулевому значению (но не достигает, так как есть процесс одновременной адсорбции и десорбции). На каждый из этапов осаждения минеральных отложений в значительной степени влияет площадь металла и физико-химические показатели отложений, такие как пористость, порозность, влияющие на способность к адсорбции и диффузии. Данная зависимость была замечена во время нанесения отложений на металлическую поверхность пластины, на основе этих данных и были выдвинуты эти предположения.

Также стоит отметить тот факт, что процесс нанесения отложений на купон незначительно влияет на скорость коррозии самого металлического купона и этим влиянием для дальнейших исследований можно

В итоге можно сделать заключение о том, что предложенный метод нанесения минеральных отложений позволяет достичь хороших показателей по качеству нанесенных отложений, что позволяет в полной мере моделировать ситуацию для реального объекта исследования. С учетом различных требований к качеству, химическому составу отложений — данный метод можно корректировать с учетом выбранного объекта исследования.

Основная цель работы заключается в оценке коррозионной стойкости

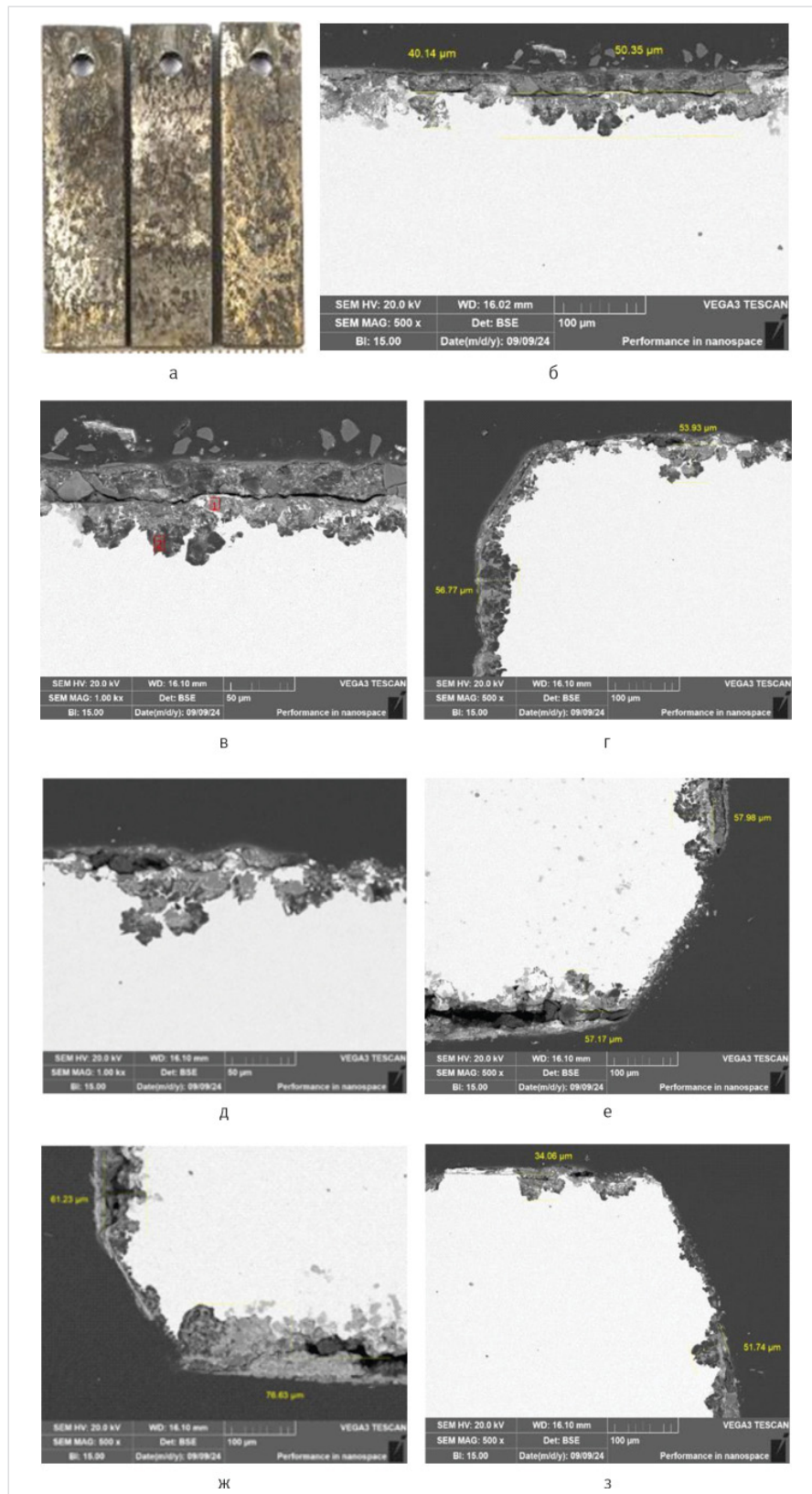


Рис. 1. Отложения на поверхности купонов
Fig. 1. Deposits on the surface of coupons

Табл. 2. Минералогический состав отложений искусственно нанесенных
Tab. 2. Mineralogical composition of artificially deposited sediments

Место отбора	Минералогический состав, %												
	Кварц (SiO ₂)	Акагениит (β-FeO(OH))	Магнетит (Fe ₃ O ₄)	Гётит (α-FeO(OH))	Лепидокрокит (γ-FeO(OH))	Гематит (Fe ₂ O ₃)	Сидерит (FeCO ₃)	Чукановит ((Fe ₂ CO ₃ (OH) ₂))	Тетрагидрат хлорида железа (FeCl ₂ ·(H ₂ O) ₄)	Розикит (S ₈)	Родохрозит (MnCO ₃)	Альбит (Na[AlSi ₃ O ₈])	Макинавит (FeS)
Купон	0,0	48,3	0,0	13,1	20,5	0,0	13,9	0,0	3,3	0,0	0,0	0,9	0,0
Объект	13,0	48,3	0,0	13,1	20,5	0,0	0,9	0,0	3,3	0,0	0,0	0,9	0,0

металлических образцов по отношению к коррозии под отложениями и подбор оптимальной дозировки промышленного ингибитора коррозии.

В качестве экспериментальных образцов для проведения стендовых исследований были выбраны несколько вариантов материалов, традиционно применяющихся для изготовления линейных нефте-газопроводных трубопроводов, а именно:

- сталь марки 12ХН3А — низкоуглеродистая, хромоникелевая, конструкционная легированная;
- сталь 40Х — конструкционная, легированная, хромистая;
- сталь 40ХН — конструкционная, легированная, хромоникелевая;
- сталь 13Сг — малоуглеродистая, хромистая;
- сталь 20 — конструкционная, углеродистая, качественная, характеризуется очень низким содержанием легирующих элементов и малым количеством неметаллических включений, после закалки и последующего отпуска имеет микроструктуру (феррит + зернистый перлит);
- сталь 20КТ — конструкционная, углеродистая, качественная, характеризуется

низким содержанием легирующих элементов (меди, никеля марганца, ванадия) и малым количеством неметаллических включений; после закалки и последующего отпуска имеет микроструктуру (феррит + зернистый перлит);

- сталь 20А — конструкционная, углеродистая, качественная, характеризуется низким содержанием легирующих элементов (меди, никеля, марганца, ванадия, алюминия) и малым количеством неметаллических включений, после закалки и последующего отпуска имеет микроструктуру (феррит + зернистый перлит);
- сталь 13ХФА — конструкционная, низкоуглеродистая, качественная с содержанием легирующих элементов (хрома, никеля, меди и ванадия) и малым содержанием неметаллических включений;
- сталь 09Г2С — конструкционная, низкоуглеродистая, низколегированная (кремний, марганец); имеет микроструктуру (феррит + зернистый перлит) с малым содержанием неметаллических включений;
- сталь 30Х5 — сталь конструкционная легированная;
- сталь 12Х13 — сталь коррозионно-стойкая жаропрочная, сталь



Рис. 2. Внешний вид образцов для исследования

Fig. 2. Appearance of samples for research
В качестве среды для испытания была выбрана модельная среда, химический состав представлен в таблице 4.

мартенсито-ферритного класса.

Химический состав исследуемых сталей приведен в таблице 3.

Научная новизна нашего предложения состоит в том, что проведена оценка коррозионной стойкости различных марок стали при повышенных давлениях, температурах, в условиях, моделирующих реальные промышленные условия системы в присутствии минеральных отложений на поверхности металлических купонов, ранее не проводились.

Для испытаний были изготовлены плоские продольные образцы (купоны) размером 40 × 10 × 4 мм с одним отверстием диаметром 3 мм для подвешивания образцов в автоклавных установках. Поверхность образцов отшлифована до значения шероховатости Ra — 0,63–1,25 мкм по ГОСТ 2789. Внешний вид образцов до выдержки в испытательной среде представлен на рисунке 2.

Насыщение готового раствора модели пластовой воды углекислым газом происходит путем барботирования жидкости углекислым газом (99,8 %) ГОСТ 8050–85

Табл. 3. Химический состав исследуемых сталей
Tab. 3. Chemical composition of the studied steels

Объект	Массовая доля элементов, %							
	C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu
Сталь 12ХН3А	0,12	0,40	0,26	0,025	0,025	0,75	2,98	0,3
Сталь 40Х	0,39	0,65	0,25	<0,035	<0,035	0,85	0,26	0,28
Сталь 40ХН	0,39	0,63	0,24	<0,035	<0,035	0,56	1,22	0,29
Сталь 13Сг	0,14	0,51	0,25	<0,035	<0,035	0,44	—	—
20	0,21	—	0,27	0,05	0,008	0,08	0,05	—
20КТ	0,22	0,48	0,20	0,004	0,011	0,10	0,13	0,23
20А	0,20	0,48	0,22	0,008	0,004	0,11	0,11	0,18
13ХФА	0,14	0,53	0,25	0,003	0,006	0,53	0,09	0,18
09Г2С	0,11	1,34	0,53	0,006	0,008	0,06	0,12	0,21
30Х5	0,28	0,45	0,40	0,018	0,021	4,3	0,30	—
12Х13	0,07	0,65	0,71	0,022	0,020	13,4	—	—

Табл. 4. Химический состав модельной среды 1 для исследований
Tab. 4. Chemical composition of model medium 1 for research

Параметр	Значение
рН	6,74
Кальций — Ca ²⁺ , мг/л	890
Магний — Mg ²⁺ , мг/л	86
Калий + Натрий — K ⁺ + Na ⁺ , мг/л	7 171
Хлор — Cl ⁻ , мг/л	12 835
Гидрокарбонат — HCO ₃ ⁻ , мг/л	293
Железо — Fe _{общ} , мг/л	0
Барий — Ba ²⁺ , мг/л	61
Стронций — Sr ²⁺ , мг/л	127
Углекислый газ — CO ₂ , мг/л	100
Содержание кислорода O ₂ , мг/л	0,8
Сероводород — H ₂ S, мг/л	5
СВБ, кл/мл (планктонная форма)	107
Общая минерализация, мг/л	21 472
Т среды, °С	40

в течение 30–45 минут до содержания кислорода не менее 0,8 мг/л. Количество кислорода оценивается с помощью оксиметра WaterLiner WDO-74. Содержание углекислого газа определяется визуально-колориметрическим методом при помощи компараторов CHEMets и составляет 100 мг/л.

Насыщенный раствор сероводорода получают с использованием шариков диаметром 20–30 мм, приготовленных из серо-асбесто-парафиновой смеси в соотношении 3:2:5 весовых частей. При температуре 200 °С начинается происходить выделение сероводорода. Массовую концентрацию сероводорода в растворе определяют методом йодометрического титрования. Насыщенный сероводородный раствор МПВ используют для создания требуемой концентрации в гравиметрических ячейках. При проведении испытаний модель пластовой воды вводят насыщенный раствор сероводорода в объеме, который обеспечивает массовую концентрацию сероводорода 5 мг/л

Коррозионная агрессивность среды оценивалась гравиметрическим методом. Расчет скорости коррозии на испытательных образцах проводился по формуле:

$$\rho = \frac{m_1 - m_2}{s \times \tau}, \quad (1)$$

где ρ — скорость коррозии, г/м²·ч; m_1 — масса образца до испытания, г; m_2 — масса образца после испытания, г; s — площадь поверхности образца, м²; τ — время испытания, ч.

Скорость коррозии рассчитывалась в г/м²·ч и пересчитывалась в мм/год по формуле:

$$CK = \frac{\rho}{m} \frac{8760}{1000}, \quad (2)$$

где CK — скорость общей коррозии, мм/год; K — коэффициент пересчета скорости коррозии, принимаемый для низколегированных сталей и равный 1,12.

Для оценки эффективности был выбран промышленный ингибитор коррозии, активной основой является смесь метанола, ЧАС и алкилимидазолина.

Проведение испытаний

Перед проведением испытаний для установления эффективной дозировки ингибитора коррозии, позволяющей достичь значения скорости коррозии менее 0,10 мм/год, были проведены стационарные испытания в модельной среде для оценки коррозионной стойкости металлических образцов без/с нанесенными отложениями, результаты исследования представлены в таблице 5.

Характер коррозионных повреждений представлен в основном равномерной сплошной коррозией образцов всех марок сталей, кроме образцов из стали марки 09Г2С, 20, 20А, получивших язвенную коррозию поверхности. По-видимому, развитие язвенной коррозии сталей данных марок объясняется, в первую очередь, структурой металла (полосчатость — 3 балла; структура перлитноферритная; размер зерна — 8 баллов, отдельных зерен — 7 баллов), так как повышенная полосчатость создает определенную неравномерность строения, гетерогенность металла. Скопления неметаллических включений

на границах зерен (а в их число может входить активный сульфид марганца) являются участками повышенной термодинамической неустойчивости, которые легко растворяются в коррозионной среде (с образованием сероводорода, который затем локально воздействует на металл), из-за чего происходит развитие питтинговой коррозии [20,21,25,26]. Также развитие коррозии сталей, легированных марганцем, может происходить вследствие того, что марганец, обладая более высокой активностью, чем железо, при реагировании с коррозионной средой образует рыхлые (по структуре кристаллической решетки) продукты коррозии (оксиды и сульфиды марганца), которые делают доступными проникновение к основному металлу агрессивных коррозионных компонентов [22, 23].

Результаты испытаний подтвердили, что при наличии минеральных отложений скорость коррозии всех исследованных стальных образцов превышает допустимый предел 0,10 мм/год. В целях поиска эффективного решения иницированы предварительные испытания с введением ингибитора коррозии в концентрации 25 мг/л. Результаты испытаний представлены в таблице 6 и рисунке 3.

Микроструктура продуктов коррозии после экспозиции представлена на рисунке 3. Продукты коррозии на поверхности купонов хрупкие, при разрезке для изготовления микрошлифа скалываются. Максимальная остаточная толщина продуктов коррозии в исследуемом сечении составляет 69,54 мкм, что сопоставимо с толщиной предварительно нанесенных отложений. Таким образом, при

Табл. 5. Исследование коррозионной стойкости металлических образцов в модели пластовой воды

Tab. 5. Investigation of corrosion resistance of metal samples in a reservoir water model

Образец		pH среды в конце испытания	Скорость общей коррозии, мм/год
ИК	Тип		
Сталь 12ХНЗА	Без отложений	5,20–5,73	0,16
	С отложениями		0,53
Сталь 40Х	Без отложений		0,16
	С отложениями		0,49
Сталь 40ХН	Без отложений		0,17
	С отложениями		0,62
Сталь 13Сг	Без отложений		0,16
	С отложениями		0,63
20	Без отложений		0,2
	С отложениями		0,94
20КТ	Без отложений		0,22
	С отложениями		0,88
20А	Без отложений		0,22
	С отложениями		0,62
13ХФА	Без отложений		0,18
	С отложениями		0,59
09Г2С	Без отложений		0,24
	С отложениями		1,01
30Х5	Без отложений		0,15
	С отложениями		0,41
12Х13	Без отложений		0,15
	С отложениями		0,27

Табл. 6. Скорость общей коррозии металла в модельной среде с применением ИК

Tab. 6. The rate of general metal corrosion in a model environment using corrosion inhibitor

Образец		Скорость общей коррозии, мм/год			
ИК	Тип	Дозировка ИК, мг/л			
		25	125	2 500	25 000
Сталь 12ХНЗА	Без отложений	0,04	0,04	0,04	0,04
	С отложениями	0,38	0,27	0,19	0,13
Сталь 40Х	Без отложений	0,04	0,04	0,04	0,04
	С отложениями	0,35	0,25	0,17	0,12
Сталь 40ХН	Без отложений	0,05	0,04	0,04	0,04
	С отложениями	0,44	0,31	0,22	0,15
Сталь 13Сг	Без отложений	0,04	0,04	0,04	0,04
	С отложениями	0,45	0,32	0,22	0,15
20	Без отложений	0,08	0,06	0,04	0,04
	С отложениями	0,67	0,47	0,33	0,23
20КТ	Без отложений	0,10	0,07	0,05	0,03
	С отложениями	0,63	0,44	0,31	0,22
20А	Без отложений	0,10	0,07	0,05	0,03
	С отложениями	0,44	0,31	0,22	0,15
13ХФА	Без отложений	0,06	0,05	0,04	0,04
	С отложениями	0,42	0,29	0,21	0,14
09Г2С	Без отложений	0,12	0,08	0,06	0,04
	С отложениями	0,72	0,50	0,35	0,25
30Х5	Без отложений	0,03	0,03	0,02	0,02
	С отложениями	0,29	0,12	0,09	0,06
12Х13	Без отложений	0,03	0,03	0,02	0,02
	С отложениями	0,19	0,09	0,05	0,04

добавлении различных дозировок ингибитора коррозии марки не выявлен значительный рост отложений, что подтверждается невысокой скоростью коррозии, полученной гравиметрическим методом. Форма отложений угловатая, продукты коррозии формируются не только на поверхности в виде кристаллов, но и проникают в основной металл купонов, формируя язвы глубиной до 35 мкм. Продукты коррозии наследуют структуру металла, что характерно для карбонатной коррозии, что проявляется в сохранении в толщине продуктов коррозии цементитных пластинок перлитной составляющей.

По итогам проведенных испытаний можно отметить следующее:

- после выдержки в модельной среде, купонов выполненных из марки стали 12X13, при дозировке ингибитора коррозии 25 мг/л — отсутствуют локальные язвенные повреждения, наблюдается небольшое количество продуктов коррозии. На поверхности образцов с нарощенными отложениями наблюдается сплошной слой продуктов коррозии, с высокой адгезионной прочностью, связанный с поверхностью, после снятия, которых обнаружен небольшой микрорельеф поверхности (рис. 3). При увеличении дозировки до 125 мг/л — микрорельеф отсутствует, также достигается требуемый показатель скорости коррозии менее 0,10 мм/год. Тем самым можно отметить, что применение данной марки стали целесообразно, с одновременным использованием ингибитора коррозии с дозировкой 125 мг/л;
- после выдержки в модельной среде, купонов выполненных из марки стали 30X5 при дозировке 25 мг/л — отсутствуют локальные язвенные повреждения, наблюдается небольшой налет. На поверхности образцов с нарощенными отложениями наблюдается сплошной слой продуктов коррозии с хорошей адгезией к поверхности, после снятия, которых обнаружен небольшой микрорельеф поверхности (рис. 4). При увеличении дозировки до 2 500 мг/л — микрорельеф отсутствует, также достигается требуемое значение скорости коррозии менее 0,10 мм/год. Тем самым можно отметить, что применение данной марки стали целесообразно, с одновременным использованием ингибитора коррозии с дозировкой 2 500 мг/л;
- после выдержки купонов, выполненных

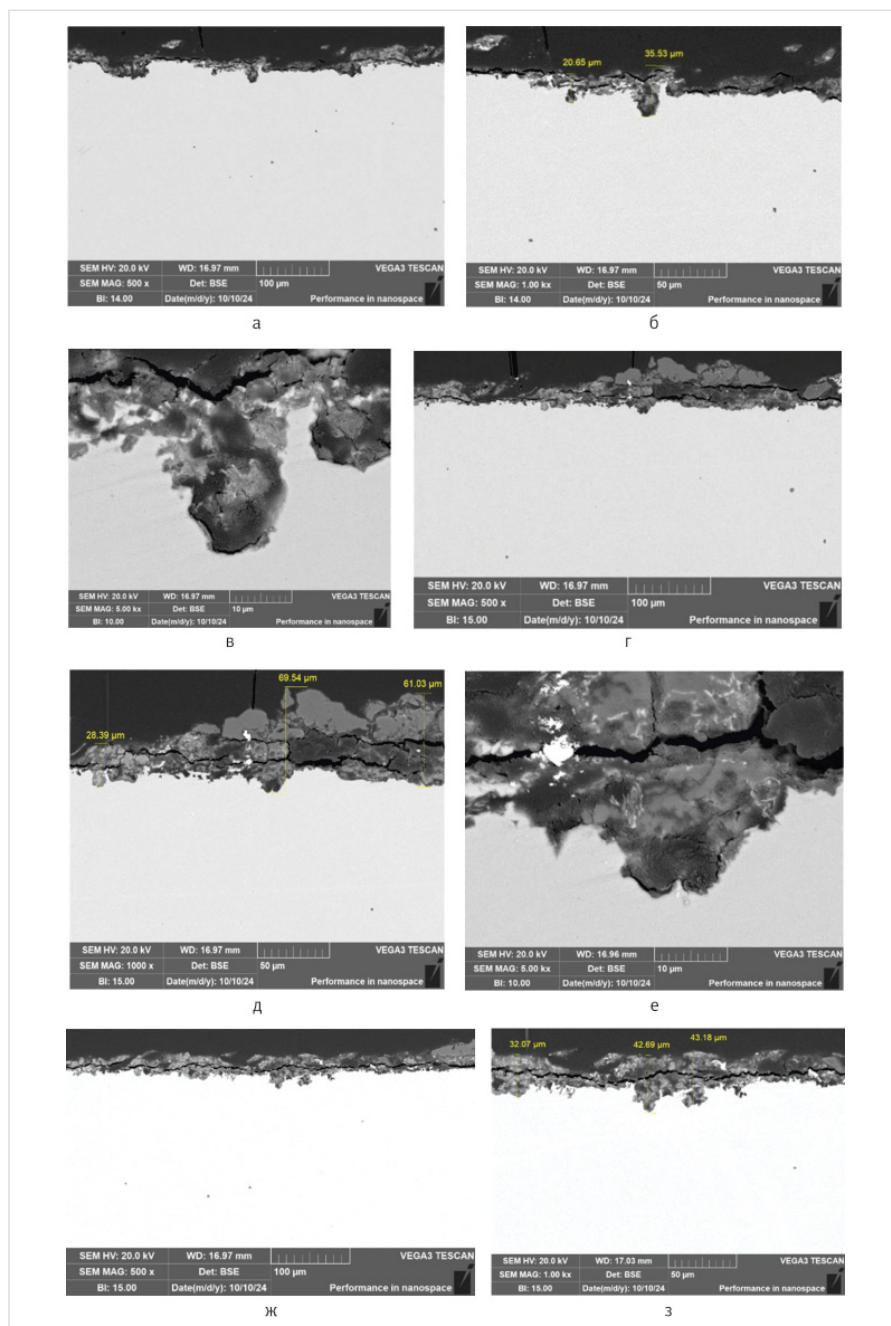


Рис. 3. Микроструктура продуктов коррозии на поверхности купонов
Fig. 3. Microstructure of corrosion products on the surface of coupons



Рис. 4. Внешний вид образцов выполненных из марки стали 12X13: а — внешний вид образцов с нанесенными отложениями; б — внешний вид образцов до очистки продуктов коррозии; в — внешний вид после очистки продуктов коррозии
Fig. 4. The appearance of samples made of 12X13 steel grade: а — appearance of the samples with deposited deposits; б — appearance of the samples before cleaning the corrosion products; в — appearance after cleaning the corrosion products



Рис. 5. Внешний вид образцов выполненных из марки стали 30X5: а — внешний вид образцов с нанесенными отложениями; б — внешний вид образцов до очистки продуктов коррозии; в — внешний вид после очистки продуктов коррозии
Fig. 5. The appearance of samples made of 30X5 steel grade: а — appearance of the samples with deposited deposits; б — appearance of the samples before cleaning the corrosion products; в — appearance after cleaning the corrosion products

из остальных марок, стали с содержанием хрома менее 1 %, без отложений в модельной среде с ингибитором коррозии (рис. 5) на поверхности образцов отсутствует металлический блеск, замечено

отсутствие снижения скорости коррозии. На купонах с предварительно наращенными отложениями наблюдается сплошной слой продуктов коррозии с хорошей адгезией к поверхности. После очистки

купонов от продуктов коррозии выявляется развитие микрорельефа поверхности, единичные локальные питтинги глубиной до 9 мкм.

Как видно из результатов таблицы 6, образцы, изготовленные из марки, стали 12Х13 и 30Х5 показали наилучшую коррозионную стойкость в присутствии ингибитора коррозии.

Скорость коррозии 0,04 мм/год, с учетом наличия минеральных отложений является минимальной и достигнута в присутствии 25 000 мг/л ингибитора коррозии и при использовании стали 12Х13.

По результатам проведенных исследований сформулированы следующие выводы:

- определено, что стали различного материального исполнения имеют различную коррозионную стойкость при одинаковых условиях эксплуатации;
- увеличение содержания хрома в составе положительно влияет на коррозионную стойкость металла, в случае наличия минеральных отложений;
- по сравнению с распространенной маркой стали (сталь 20), применение альтернативных марок стали с более высоким содержанием хрома, вероятно, позволит увеличить межремонтный период в несколько раз.

Исходя из результатов лабораторных испытаний, проведено ранжирование, основанное на значении минимальной скорости коррозии (в скобках указано значение скорости коррозии, мм/год) и сопоставление с содержанием Cr, результаты представлены в таблице 7.

Как можно заметить, результаты лабораторных испытаний коррелируют с содержанием хрома в образцах.

Дальнейшее развитие работы предполагает изучение физико-химических параметров взаимодействия ингибиторов коррозии с минеральными отложениями, для установления природы торможения процесса ингибирования и необходимости увеличения дозировки реагента.

Итоги

В ходе экспериментальных исследований была оценена коррозионная стойкость 11 марок сталей, применяемых в нефтегазовой отрасли, в модельной пластовой воде с наличием минеральных отложений и без них. Установлено, что наличие слоя отложений (смесь оксидов/карбонатов железа, кварца и др., толщиной до 76 мкм) приводит к увеличению скорости общей коррозии всех исследуемых сталей в среднем в 3,5 раза (диапазон роста от 0,18 до 1,01 мм/год в зависимости от марки). Наиболее сильному влиянию подверглись углеродистые стали (20, 20КТ, 09Г2С), у

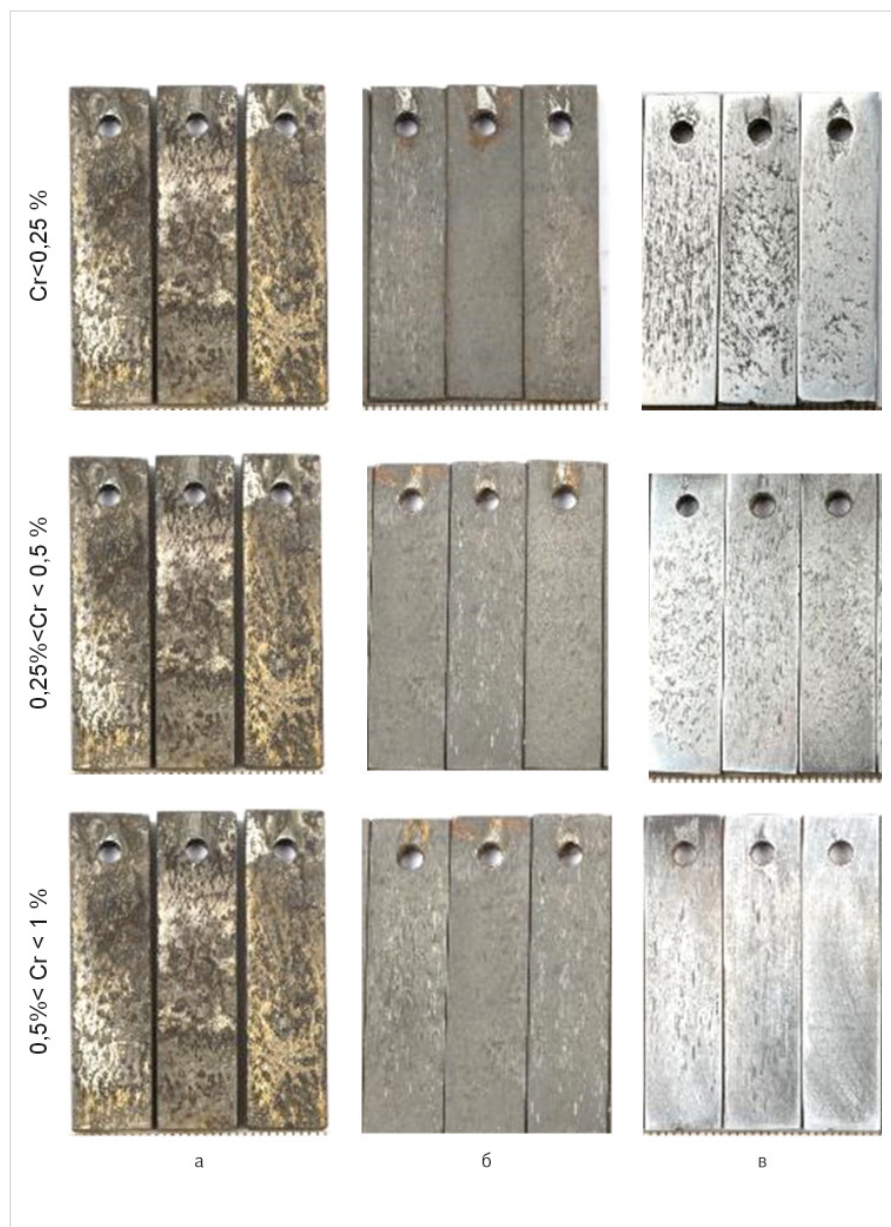


Рис. 6. Внешний вид образцов выполненных из марки стали с содержанием хрома менее 1 %: а — внешний вид образцов с нанесенными отложениями; б — внешний вид образцов до очистки продуктов коррозии; в — внешний вид после очистки продуктов коррозии
Fig. 6. The appearance of samples made of steel grade with a chromium content of less than 1 %: а — appearance of the samples with deposited deposits; б — appearance of the samples before cleaning the corrosion products; в — appearance after cleaning the corrosion products

Табл. 7. Результаты ранжирования результатов испытаний
Tab. 7. The results of the ranking of test results

Объект	Сталь 12ХН3А	Сталь 40Х	Сталь 40ХН	Сталь 13Cr	20	20КТ	20А	13ХФА	09Г2С	30Х5	12Х13
Содержание Cr, %	0,75	0,85	0,56	0,44	0,08	0,10	0,11	0,53	0,06	4,3	13,4
Минимальное значение скорости коррозии (в случае исследования с отложениями), мм/год	0,13	0,12	0,15	0,15	0,23	0,22	0,15	0,14	0,25	0,06	0,04
Ранжирование	4	3	6	8	10	9	6	5	11	2	1

которых скорость коррозии под отложениями превышала 0,6 мм/год даже при отсутствии ингибитора.

Применение промышленного ингибитора коррозии на основе алкилимидазолина показало высокую эффективность для чистых поверхностей металла (снижение скорости коррозии в 5,4 раза), однако в условиях наличия отложений эффективность защиты снижалась (снижение в 4,5 раза). Это обусловлено барьерным эффектом отложений, препятствующим диффузии ингибирующих компонентов к поверхности металла [24].

Экспериментально определены пороговые концентрации ингибитора, позволяющие достичь нормативного показателя скорости коррозии < 0,10 мм/год под слоем отложений: для стали 12Х13 (13,4 % Cr) требуемая концентрация составила 125 мг/л (фактическая скорость 0,09 мм/год). При данной дозировке локальные повреждения отсутствуют, микрорельеф поверхности не развивается.

Для стали 30Х5 (4,3 % Cr) требуемая концентрация составила 2500 мг/л (фактическая скорость 0,09 мм/год).

Для сталей с содержанием хрома менее 1 % (20, 09Г2С, 13ХФА и др.) ни одна из испытанных дозровок (вплоть до 25 000 мг/л) не позволила снизить скорость коррозии ниже 0,10 мм/год. На поверхностях этих сталей после очистки фиксировались единичные питтинги глубиной до 9 мкм и развитый микрорельеф.

Ранжирование сталей по коррозионной стойкости в условиях подотложечной коррозии подтвердило прямую корреляцию между содержанием хрома в сплаве и эффективностью ингибиторной защиты: сталь 12Х13 заняла 1-е место, 30Х5 — 2-е место, тогда как низколегированные и углеродистые стали показали наименьшую стойкость.

Выводы

Минеральные отложения на внутренней поверхности трубопроводов являются критическим фактором, ускоряющим коррозионное разрушение. Слой отложений увеличивает скорость общей коррозии в среднем в 3–3,5 раза и способствует развитию локальных видов коррозии (питтингов, язв) из-за создания дифференциально-аэрационных элементов и затруднения доступа ингибитора к металлу.

Эффективность традиционной ингибиторной защиты в присутствии минеральных отложений существенно снижается. Для достижения приемлемого уровня защиты (< 0,10 мм/год) требуется значительное увеличение дозировки ингибитора по сравнению с условиями чистой поверхности, либо применение материалов с повышенной коррозионной стойкостью.

Содержание хрома в стали является определяющим фактором устойчивости к коррозии под отложениями. Стали с высоким содержанием хрома (12Х13, 30Х5) демонстрируют способность формировать защитные пассивирующие слои даже под отложениями, что позволяет достигать нормативных показателей скорости коррозии при экономически обоснованных дозировках ингибитора.

Применение сталей типа 12Х13 вместо традиционных углеродистых сталей (например, ст. 20 или 09Г2С) в системах с высоким риском образования минеральных отложений позволяет обеспечить долгосрочную целостность трубопровода и снизить эксплуатационные расходы на ингибиторную защиту.

Литература

1. Kraidt L., Shah R., Matipa W., Borthwick F. An investigation of mitigating the safety and security risks allied with oil and gas pipeline projects. *Journal of pipeline science and engineering*, 2021, Vol. 1, issue 3, P. 349–359. (In Eng).
2. Khan F., Yarveisy R., Abbassi R. Risk-based pipeline integrity management: a road map for the resilient pipelines. *Journal of pipeline science and engineering*, 2021, Vol. 1, issue 1, P. 74–87. (In Eng).
3. Koch G.H., Brongers M.P.H., Thompson N.G., Virmani Y.P., Payer J.H. Corrosion costs and preventive strategies in the United States. Report FHWA-RD-01-156. Springfield: CC Technologies Laboratories, Inc. for Federal Highway Administration, 2001, 753 p. (In Eng).
4. Wan C., Mita A. Recognition of potential danger to buried pipelines based on sounds. *Structural control and health monitoring*, 2010, Vol. 17, issue 3, P. 317–337. (In Eng).
5. Wang Z.B., Zheng Y.G. Critical flow velocity phenomenon in erosion-corrosion of pipelines: determination methods, mechanisms and applications. *Journal of pipeline science and engineering*, 2021, Vol. 1, issue 3, P. 63–73. (In Eng).
6. Vera J.R., Daniels D., Achour M.H. Under deposit corrosion (UDC) in the oil and gas industry: a review of mechanisms, testing and mitigation. *Proceedings of the Corrosion 2012 NACE International*. Salt Lake City, Utah, USA, 2012, Paper № C2012-0001379. (In Eng).
7. Pang L., Wang Z.B., Lu M.H., Lu Y., Liu X., Zheng Y.G. Inhibition performance of benzimidazole derivatives with different heteroatoms on the under-deposit corrosion of carbon steel in CO₂-saturated solution. *Corrosion Science*, 2021, Vol. 192, Art. 109841. (In Eng).
8. Pandarinathan V., Lepková K., Bailey S.I., Gubner R. Impact of mineral deposits on CO₂ corrosion of carbon steel. *Proceedings of the Corrosion 2013 NACE International*. Orlando, Florida, USA, 2013, Paper № 2579. (In Eng).
9. Achour M., Kolts J., Humble P., Hudgins R. Experimental evaluation of corrosion inhibitor performance in presence of iron sulfide in CO₂/H₂S environment. *Proceedings of the Corrosion 2008 NACE International*. New Orleans, Louisiana, USA, 2008. Paper № 08344. (In Eng).
10. Meng G.Z., Zhang C., Cheng Y.F. Effects of corrosion product deposit on the subsequent cathodic and anodic reactions of X-70 steel in near-neutral pH solution. *Corrosion Science*, 2008, Vol. 50, issue 11, P. 3116–3122. (In Eng).
11. Zhang G.A., Cheng Y.F. Localized corrosion of carbon steel in a CO₂-saturated oilfield formation water. *Electrochimica Acta*, 2011, Vol. 56, issue 3, P. 1676–1685. (In Eng).
12. Alanazi N.M., El-Sherik A.M., Rasheed A.H., Amar S.H., Dossary M.R., Al-neemai M.N. Corrosion of pipeline steel X-60 under field-collected sludge deposit in a simulated sour environment. *Corrosion*, 2015, Vol. 71, P. 305–315. (In Eng).
13. Pang L., Wang Z.B., Zheng Y.G., Lai X.M., Han X. On the localised corrosion of carbon steel induced by the in-situ local damage of porous corrosion products. *Journal of materials science and technology*, 2020, Vol. 54, P. 95–104. (In Eng).
14. Durnie W., Gough M., De Reus H. Development of corrosion inhibitors to address under deposit corrosion in oil and gas production systems. *Proceedings of the Corrosion 2005 NACE International*. Houston, Texas, USA, 2005, Paper № 05290. (In Eng).
15. Zhang Y.N., Wang T.L., Han X., Wang Z.M., Zhang J. Corrosion of artificial rock layer covered steel electrodes in a CO₂ environment: the influence of permeability. *Corrosion Science*, 2016, Vol. 105, P. 190–201. (In Eng).
16. Zhang Y., Moloney J. Electrochemical corrosion rate measurement under iron sulfide deposit. *Corrosion*, 2016, Vol. 72, P. 704–715. (In Eng).
17. Wang X., Melchers R.E. Corrosion of carbon steel in presence of mixed deposits under stagnant seawater conditions. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2017, Vol. 45, P. 29–42. (In Eng).
18. Pang L., Wang Z.B., Emori W., Zheng Y.G. Under-deposit corrosion of carbon steel beneath full coverage of CaCO₃ deposit layer under different atmospheres. *Journal of Materials Engineering and Performance*, 2021, Vol. 30, P. 7552–7563. (In Eng).
19. Zhang G.A., Yu N., Yang L.Y., Guo X.P. Galvanic corrosion behavior of deposit-covered and uncovered carbon steel. *Corrosion Science*, 2014, Vol. 86, P. 202–212. (In Eng).
20. Карачевский Д.Ю., Мустафин А.Г. Влияние структуры кетоксима на процесс ингибирования коррозии металла в сероводородсодержащих средах // Вестник Томского государственного университета. Химия. 2024. № 36. С. 69–80.
21. Карачевский Д.Ю., Валежанин И.В., ПудакOVA В.Е., Никонорова А.А. исследование ингибирующей активности 4-метилциклогексанон оксима против локальной коррозии // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. № 6. С. 164–172.
22. Жук Н.П. Коррозия и защита металлов. М.: Машгиз, 1957. 328 с.
23. Иоффе А.В., Ревякин В.А., Борисенкова Е.А., Князькин С.А. Особенности коррозионного разрушения нефтегазопроводных труб в условиях эксплуатации Коми и Западной Сибири // Вектор науки ТГУ. 2010. С. 50–54.
24. Карачевский Д.Ю., Мустафин А.Г. Изучение термодинамических особенностей имидазолинового ингибитора адсорбционного принципа действия в сероводородсодержащих средах // Известия Дагестанского государственного педагогического университета. Естественные и точные науки. 2024. Т. 18. № 2. С. 17–29.
25. Карачевский Д. Ю., Мустафин А. Г. Изучение ингибирующих свойств кетоксимов с кратными связями в сероводородсодержащих средах // Вестник БашГУ. 2025. Т. 30. № 1. С. 19–26.
26. Семенова И. В., Флорианович Г. М., Хорошилов А. В. Коррозия и защита от коррозии. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2002. 336 с.

Results

The study evaluated the corrosion resistance of 11 steel grades commonly used in the oil and gas industry in model formation water, both with and without mineral deposits. It was established that the presence of a deposit layer (a mixture of iron oxides/carbonates, quartz, etc., up to 76 µm thick) leads to an increase in the general corrosion rate of all studied steels by an average of 3,5 times (ranging from 0,18 to 1,01 mm/year depending on the grade). Carbon steels (20, 20KT, 09G2S) were most affected, showing corrosion rates under deposits exceeding 0.6 mm/year even without an inhibitor.

The use of a commercial alkyimidazoline-based corrosion inhibitor showed high efficiency for clean metal surfaces (reducing the corrosion rate by 5.4 times); however, in the presence of deposits, the protection efficiency decreased (reduction by 4,5 times). This is due to the barrier effect of the deposits, which hinders the diffusion of inhibiting components to the metal surface.

Threshold inhibitor concentrations required to achieve the standard corrosion rate of < 0.10 mm/year under the deposit layer were experimentally determined:

For 12X13 steel (13,4 % Cr), the required concentration was 125 mg/l (actual rate 0,09 mm/year). At this dosage, no local damage was observed, and surface micro-relief did not develop.

For 30X5 steel (4,3 % Cr), the required concentration was 2 500 mg/l (actual rate 0,09 mm/year).

For steels with chromium content less than 1% (20, 09G2S, 13XFA, etc.), none of the tested dosages (up to 25 000 mg/l) reduced the corrosion rate below 0.10 mm/year. After cleaning, single pits up to 9 µm deep and

developed surface micro-relief were recorded on these steels.

Ranking of steels by corrosion resistance under deposit corrosion confirmed a direct correlation between chromium content in the alloy and the effectiveness of inhibitor protection: 12X13 steel ranked 1st, 30X5 ranked 2nd, while low-alloy and carbon steels showed the lowest resistance.

Conclusions

Mineral deposits on the inner surface of pipelines are a critical factor accelerating corrosion damage. The deposit layer increases the general corrosion rate by an average of 3–3,5 times and promotes the development of local corrosion types (pitting, ulceration) due to the creation of differential aeration cells and hindered inhibitor access to the metal.

The effectiveness of traditional inhibitor protection significantly decreases in the presence of mineral deposits. Achieving an acceptable protection level (< 0,10 mm/year) requires a significant increase in inhibitor dosage compared to clean surface conditions, or the use of materials with higher corrosion resistance.

Chromium content in steel is the determining factor for resistance to corrosion under deposits. Steels with high chromium content (12X13, 30X5) demonstrate the ability to form protective passivating layers even under deposits, allowing normative corrosion rates to be achieved at economically justified inhibitor dosages.

The use of 12X13 type steels instead of traditional carbon steels (e.g., St. 20 or 09G2S) in systems with a high risk of mineral deposit formation ensures long-term pipeline integrity and reduces operational costs for inhibitor protection.

References

- Kraidi L., Shah R., Matipa W., Borthwick F. An investigation of mitigating the safety and security risks allied with oil and gas pipeline projects. *Journal of pipeline science and engineering*, 2021, Vol. 1, issue 3, P. 349–359. (In Eng).
- Khan F., Yarveisy R., Abbassi R. Risk-based pipeline integrity management: a road map for the resilient pipelines. *Journal of pipeline science and engineering*, 2021, Vol. 1, issue 1, P. 74–87. (In Eng).
- Koch G.H., Brongers M.P.H., Thompson N.G., Virmani Y.P., Payer J.H. Corrosion costs and preventive strategies in the United States. Report FHWA-RD-01-156. Springfield: CC Technologies Laboratories, Inc. for Federal Highway Administration, 2001, 753 p. (In Eng).
- Wan C., Mita A. Recognition of potential danger to buried pipelines based on sounds. *Structural control and health monitoring*, 2010, Vol. 17, issue 3, P. 317–337. (In Eng).
- Wang Z.B., Zheng Y.G. Critical flow velocity phenomenon in erosion-corrosion of pipelines: determination methods, mechanisms and applications. *Journal of pipeline science and engineering*, 2021, Vol. 1, issue 3, P. 63–73. (In Eng).
- Vera J.R., Daniels D., Achour M.H. Under deposit corrosion (UDC) in the oil and gas industry: a review of mechanisms, testing and mitigation. *Proceedings of the Corrosion 2012 NACE International*. Salt Lake City, Utah, USA, 2012, Paper № C2012-0001379. (In Eng).
- Pang L., Wang Z.B., Lu M.H., Lu Y., Liu X., Zheng Y.G. Inhibition performance of benzimidazole derivatives with different heteroatoms on the under-deposit corrosion of carbon steel in CO₂-saturated solution. *Corrosion Science*, 2021, Vol. 192, Art. 109841. (In Eng).
- Pandarinathan V., Lepková K., Bailey S.I., Gubner R. Impact of mineral deposits on CO₂ corrosion of carbon steel. *Proceedings of the Corrosion 2013 NACE International*. Orlando, Florida, USA, 2013, Paper № 2579. (In Eng).
- Achour M., Kolts J., Humble P., Hudgins R. Experimental evaluation of corrosion inhibitor performance in presence of iron sulfide in CO₂/H₂S environment. *Proceedings of the Corrosion 2008 NACE International*. New Orleans, Louisiana, USA, 2008. Paper № 08344. (In Eng).
- Meng G.Z., Zhang C., Cheng Y.F. Effects of corrosion product deposit on the subsequent cathodic and anodic reactions of X-70 steel in near-neutral pH solution. *Corrosion Science*, 2008, Vol. 50, issue 11, P. 3116–3122. (In Eng).
- Zhang G.A., Cheng Y.F. Localized corrosion of carbon steel in a CO₂-saturated oilfield formation water. *Electrochimica Acta*, 2011, Vol. 56, issue 3, P. 1676–1685. (In Eng).
- Alanazi N.M., El-Sherik A.M., Rasheed A.H., Amar S.H., Dossary M.R., Al-neemai M.N. Corrosion of pipeline steel X-60 under field-collected sludge deposit in a simulated sour environment. *Corrosion*, 2015, Vol. 71, P. 305–315. (In Eng).
- Pang L., Wang Z.B., Zheng Y.G., Lai X.M., Han X. On the localised corrosion of carbon steel induced by the in-situ local damage of porous corrosion products. *Journal of materials science and technology*, 2020, Vol. 54, P. 95–104. (In Eng).
- Durnie W., Gough M., De Reus H. Development of corrosion inhibitors to address under deposit corrosion in oil and gas production systems. *Proceedings of the Corrosion 2005 NACE International*. Houston, Texas, USA, 2005, Paper № 05290. (In Eng).
- Zhang Y.N., Wang T.L., Han X., Wang Z.M., Zhang J. Corrosion of artificial rock layer covered steel electrodes in a CO₂ environment: the influence of permeability. *Corrosion Science*, 2016, Vol. 105, P. 190–201. (In Eng).
- Zhang Y., Moloney J. Electrochemical corrosion rate measurement under iron sulfide deposit. *Corrosion*, 2016, Vol. 72, P. 704–715. (In Eng).
- Wang X., Melchers R.E. Corrosion of carbon steel in presence of mixed deposits under stagnant seawater conditions. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2017, Vol. 45, P. 29–42. (In Eng).
- Pang L., Wang Z.B., Emori W., Zheng Y.G. Under-deposit corrosion of carbon steel beneath full coverage of CaCO₃ deposit layer under different atmospheres. *Journal of Materials Engineering and Performance*, 2021, Vol. 30, P. 7552–7563. (In Eng).
- Zhang G.A., Yu N., Yang L.Y., Guo X.P. Galvanic corrosion behavior of deposit-covered and uncovered carbon steel. *Corrosion Science*, 2014, Vol. 86, P. 202–212. (In Eng).
- Karachevsky D.Yu., Mustafin A.G. The effect of ketoxime structure on the process of inhibition of metal corrosion in hydrogen sulfide-containing media. *Chimia – Tomsk State University Journal of Chemistry*, 2024, issue 36, P. 69–80. (In Russ).
- Karachevsky D.Yu., Valekzhanin I.V., Pudakova V.E., Nikonorova A.A. Investigation of 4-methylcyclohexanone oxime inhibitor activity against local corrosion. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, issue 6, P. 164–172. (In Russ).
- Zhuk N.P. Corrosion and protection of metals. Moscow: Mashgiz, 1957, 328 p. (In Russ).
- Ioffe A.V., Revyakin V.A., Borisenkova E.A., Knjazkin S.A. Features of corrosion destruction of petrogas pipes under operating conditions Komi and Western Siberia. *Vektor nauki TGU. Samara:*

Samara Engineering and Technology Center, 2010, P. 50–54. (In Russ.)
24. Karachevsky D.Yu., Mustafin A.G. Study of thermodynamic features of adsorption action principle imidazoline inhibitor in hydrogen sulfide-containing environments. Dagestan State Pedagogical

University. Journal. Natural and Exact Sciences, 2024, Vol. 18, issue 2, P. 17–29. (In Russ.)
25. Karachevsky D.Yu., Mustafin A.G. Study of the inhibitory properties of ketoximes with multiple bonds in hydrogen sulfide-containing media. Bulletin of Bashkir

University, 2025, Vol. 30, issue 1, P. 19–26. (In Russ.)
26. Semenova I.V., Florianovich G.M., Khoroshilov A.V. Corrosion and corrosion protection. Moscow: Fizmatlit, 2002, 336 p. (In Russ.)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Карачевский Даниил Юрьевич, аспирант, лаборатория органических функциональных материалов, Уфимский Институт химии — обособленное структурное подразделение Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук, Уфа, Россия; ведущий специалист, отдел борьбы с осложнениями, Уфимский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: dy_karachevskii@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Валекжанин Илья Владимирович, начальник отдела борьбы с осложнениями, Уфимский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Веревкин Александр Григорьевич, директор по развитию, ООО НПЦ «Самара», Самара, Россия

Никонорова Арина Александровна, студент, ИХТИ УГНТУ в г. Стерлитамаке, Стерлитамак, Россия

Karachevsky Daniil Yurievich, postgraduate student, Laboratory of organic functional materials, Ufa Institute of Chemistry, a separate structural unit of the Federal State Budgetary Scientific Institution Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russia; leading specialist, Department of Complications Management, Ufa Branch “RN-Upstream design” LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia
Corresponding author: dy_karachevskii@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Valekzhanin Ilya Vladimirovich, head of the Department for combating complications, Ufa Branch “RN-Upstream design” LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia

Verevkin Alexander Grigorievich, director of Development, SPC “Samara” LLC, Samara, Russia

Nikonorova Arina Alexandrovna, student, IHTI UGNTU in Sterlitamak, Sterlitamak, Russia



При поддержке
АССОЦИАЦИИ
НЕФТЕГАЗОСЕРВИСНЫХ
КОМПАНИЙ

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ 2026

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

**17-21 АВГУСТА 2026,
г. Мурманск**

Инновационные решения в области эксплуатации скважин, КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтовая безопасность

**26-30 ОКТЯБРЯ 2026,
Адлер,
Сочи Парк Отель**

Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли



**ACADEMY.
INTECHNOL.
COM**



t.me/GNVP_STOP



Сайт



Канал MAX



625000, Россия, г. Тюмень,
ул. Республики д. 62 офис 345

8 (3452) 520-958; 8 800 222 99 87
8 982 928 58 63

academy@intechinol.com
academy.intechinol.com